



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.12.005/17 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE EVALUACIÓN PRESENTADO POR DUNAS EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, S.A.P.I. DE C.V., EN RELACIÓN CON EL CONTRATO CNH-R01-L03-A8/2015 PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA, CORRESPONDIENTE AL ÁREA CONTRACTUAL 8, CAMPO DUNA.

RESULTANDO

PRIMERO.- Que el 11 de agosto de 2014 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) entre otras disposiciones, los decretos por los que se expidieron las leyes de Hidrocarburos y de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como aquél por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

SEGUNDO.- Que a partir de la entrada en vigor de las leyes referidas en el Resultando anterior, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) se le confirieron nuevas atribuciones entre las que se encuentran la administración y supervisión, en materia técnica, de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como la aprobación de los Planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción.

TERCERO.- Que conforme a lo dispuesto por el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, los Asignatarios y Contratistas, previo a ejecutar el plan de Exploración o el plan de desarrollo para la Extracción, deberán contar con la aprobación de la Comisión, la cual emitirá un dictamen técnico que comprenderá la evaluación de diversos aspectos relacionados con los planes precisados, dentro del plazo legalmente establecido para ello.

CUARTO.- Que el 13 de noviembre de 2015 se publicaron en el DOF los *Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones* (en adelante, Lineamientos).

QUINTO.- Que el 10 de mayo de 2016 (en adelante, Fecha Efectiva) la Comisión y la empresa Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Contratista) suscribieron el Contrato CNH-R01-L03-A8/2015 para la Extracción de Hidrocarburos bajo



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

la modalidad de Licencia, correspondiente al Área Contractual 8, Campo Duna (en adelante, Contrato).

SEXTO.- Que mediante escrito recibido en la Comisión el 7 de septiembre de 2016, y en cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, el Contratista, por conducto de su representante legal, presentó su propuesta de Plan de Evaluación, para efectos de su aprobación por parte de la Comisión.

SÉPTIMO.- Que el Órgano de Gobierno de la Comisión en el marco de su Quincuagésima Cuarta Sesión Extraordinaria del 10 de octubre de 2016, emitió la *Resolución CNH.E.54.001/16 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite criterios generales aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo, relacionados con los Contratos derivados de la licitación pública internacional CNH-R01-L03/2015* (en adelante, Criterios), la cual fue notificada al Contratista mediante oficio 220.2135/2016 el mismo día de su emisión.

Mediante la Resolución señalada en el párrafo anterior, se emitieron los criterios generales por los cuales se determinaron los elementos técnicos que deberá tomar en consideración la Comisión para analizar los Planes de Evaluación derivados de los Contratos de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 (en adelante, Licitación).

OCTAVO.- Que mediante oficio 220.1993/2016 del 19 de septiembre de 2016, la Comisión remitió a la Secretaría de Economía la información presentada por el Contratista, a efecto de que dicha dependencia analizara lo concerniente al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional. Lo anterior, a fin de que informara respecto de la documentación faltante y, en su caso, aquellas inconsistencias que el Contratista debería subsanar para la debida evaluación del Programa de Cumplimiento referido.

En respuesta, mediante oficio UCN.430.2016.0148 suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, recibido en esta Comisión el 26 de septiembre de 2016, la Secretaría de Economía remitió diversas observaciones en relación con la información presentada por el Contratista.

En atención al oficio referido en el párrafo anterior, mediante el diverso 250.169/2016 del 25 de noviembre de 2016, la Comisión remitió a la Secretaría de Economía la información adicional presentada por el Contratista, a fin de que, en su caso, señalara las observaciones



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

que debían ser subsanadas para la evaluación al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional, por parte del Contratista.

Por último, a través del oficio UCN.430.2016.0187 suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, recibido en la Comisión el 5 de diciembre de 2016, la Secretaría de Economía informó que las observaciones realizadas mediante el oficio UCN.430.2016.0148 fueron atendidas por el Contratista y que se contaba con información suficiente para iniciar la evaluación del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.

NOVENO.- Que mediante oficio 220.1994/2016 del 19 de septiembre de 2016, la Comisión remitió a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia) la información presentada por el Contratista, a efecto de que dicho órgano desconcentrado analizara lo concerniente al Sistema de Administración. Lo anterior, a fin de que la Agencia informara respecto de la documentación faltante y, en su caso, aquellas inconsistencias que el Contratista debería subsanar para efecto de realizar la evaluación respectiva.

En respuesta, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1052/2016 recibido en esta Comisión el 23 de septiembre de 2016, la Agencia señaló diversa información que debería presentar el Contratista para estar en condiciones de emitir una opinión sobre el Sistema de Administración.

Que mediante oficio 260.049/2017 del 3 de febrero de 2017, y en seguimiento a la respuesta emitida por la Agencia a través del oficio referido en el párrafo anterior, la Comisión solicitó a la Agencia que informara respecto del estado actual que guardan los trámites que los Contratistas de la Licitación deben llevar a cabo, con el objeto de que esta Comisión esté en posibilidades de dar seguimiento al cumplimiento de las obligaciones previstas en los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

En respuesta, mediante oficio ASEA/UGI/0043/2017 recibido en la Comisión el 14 de febrero del año en curso, la Agencia remitió un documento donde se desglosa el estado actual de los trámites de todos los sujetos regulados relacionados con la Licitación, entre ellos, el correspondiente al Contratista.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

DÉCIMO.- Que mediante oficio 220.2050/2016 del 23 de septiembre de 2016, la Comisión notificó al Contratista la ampliación hasta por ocho días hábiles del plazo para emitir la prevención respectiva.

DÉCIMO PRIMERO.- Que mediante oficio 250.063/2016 del 10 de octubre de 2016, esta Comisión previno al Contratista para que remitiera diversa información aclaratoria, incluyendo la información solicitada por la Secretaría de Economía en relación con el Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional, y la Agencia, por lo que hace al Sistema de Administración.

DÉCIMO SEGUNDO.- Que mediante escrito DUNAS-083-RO1-L03-A8/2016 recibido en la Comisión el 16 de noviembre de 2016, el Contratista entregó la información solicitada a que se hace referencia en el Resultando anterior.

DÉCIMO TERCERO.- Que mediante oficio 250.194/2016 del 2 de diciembre de 2016, esta Comisión emitió la declaratoria de suficiencia de información, a fin de dar inicio al procedimiento de análisis del proyecto de Plan de Evaluación presentado por el Contratista, en términos de la Cláusula 4.1 del Contrato, así como de los Criterios emitidos por la Comisión.

DÉCIMO CUARTO.- Que el 31 de enero de 2017, según consta en el oficio 250.0040/2017, la Comisión convocó al Contratista a una reunión de trabajo, a fin de que éste aclarara diversa información presentada en relación a su Plan de Evaluación. Como resultado de la reunión de trabajo, el Contratista, a través del escrito DUNAS-014-RO1-L03-A8/201 del 21 de febrero del año en curso, presentó a la Comisión diversa información aclaratoria.

DÉCIMO QUINTO.- Que derivado de lo expuesto en los Resultandos anteriores, la Comisión se encuentra en condiciones de evaluar la propuesta de Plan de Evaluación presentada por el Contratista, en términos del dictamen técnico emitido por la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en lo sucesivo, Dictamen) y conforme a lo dispuesto por los artículos 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; Anexo I de los Lineamientos; así como la cláusula 4.1, y el Anexo 7 del Contrato, y



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

CONSIDERANDO

PRIMERO.- Que el Órgano de Gobierno de la Comisión es competente para aprobar el Plan de Evaluación propuesto por el Contratista. Lo anterior en términos de los artículos 1, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 5, 10, 11, 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, 38, fracciones I y III, y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, fracción III y 43 Ter, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 10, fracción I, y 13, último párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; Anexo I de los Lineamientos; la cláusula 4.1, y el Anexo 7 del Contrato.

SEGUNDO.- Que el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, establece que la Comisión ejercerá sus funciones, procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases:

- I. Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- II. Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación;
- III. La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos;
- IV. La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos;
- V. Asegurar que los procesos administrativos a su cargo, respecto de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se realicen con apego a los principios de transparencia, honradez, certeza, legalidad, objetividad, imparcialidad, eficacia y eficiencia;
- VI. Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y
- VII. Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

TERCERO.- Que la cláusula 1.1 del Contrato establece que, para efectos de dicho Contrato, el término "Plan de Evaluación" tendrá el significado siguiente:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

“Plan de Evaluación” significa un programa que especifica las actividades de Evaluación a realizarse en el Área Contractual mismo que deberá cumplir, cuando menos, con el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo.

A su vez, la cláusula 4.1 del Contrato establece de manera textual lo siguiente:

“4.1 Plan de Evaluación. Dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Fecha Efectiva, el Contratista deberá presentar a la CNH para su aprobación un Plan de Evaluación. El Plan de Evaluación podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en el Anexo 7 (incluyendo el Sistema de Administración).

La CNH resolverá sobre la propuesta de Plan de Evaluación en un plazo que no excederá los ciento veinte (120) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable. La CNH no podrá negar su aprobación sin causa justificada.

(...)”

Asimismo, el apartado VI del Anexo I de los Lineamientos establece lo siguiente:

“VI. Plan de Evaluación. - En el caso de que un pozo exploratorio sea exitoso y ocurra un descubrimiento de una acumulación de Hidrocarburos, todo operador petrolero deberá presentar a la Comisión un programa de trabajo y presupuesto correspondiente a efecto de evaluar el descubrimiento. También se presentará un plan de Evaluación en el caso en que los términos de un Contrato o Asignación Petrolera así lo indiquen.”

Acorde con lo anterior, la Comisión debe analizar el contenido del Plan de Evaluación en términos de lo previsto en la Cláusula 4.1 y el anexo 7 del Contrato, así como por lo dispuesto en el apartado VI del anexo I de los Lineamientos y el Anexo Único de los Criterios referidos en el Resultando Séptimo de la presente Resolución.

CUARTO.- Que del análisis realizado por esta Comisión al Plan de Evaluación y con base en el Dictamen, el cual forma parte integrante de la presente Resolución como Anexo Único, se concluyó que dicho Plan resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en la cláusula 4.2 del Contrato, debido a que el Contratista considera las actividades necesarias para el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo y su Incremento en el plazo que establece el Contrato. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en razón de lo siguiente:

I. Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.

El Plan de Evaluación presentado por el Contratista establece actividades encaminadas, principalmente, a la búsqueda de zonas prospectivas dentro del Área Contractual como resultado de los estudios sísmicos, el modelado estático y dinámico.

Asimismo, el Contratista determinará el volumen de reservas remanentes, así como sus factores de recuperación y las áreas con posibilidad de extracción a través de la perforación de un pozo, tres reparaciones mayores y cuatro reparaciones menores; dicha actividad física servirá de base para la propuesta del Plan de desarrollo para la Extracción de hidrocarburos del Área Contractual.

II. Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo en el largo plazo.

El Plan de Evaluación considera elevar el factor de recuperación a través de la perforación de un pozo, tres reparaciones mayores y cuatro reparaciones menores.

Dicho lo anterior, es importante señalar que con el objeto de incrementar el factor de recuperación, se debe caracterizar adecuadamente el yacimiento, así como definir un esquema de desarrollo. En este sentido, la estrategia a seguir en la planificación de las actividades es lograr incrementar el conocimiento del Área Contractual e identificar zonas con oportunidades.

Lo anterior, con el objeto de establecer un desarrollo a futuro que permita la extracción de hidrocarburo en del área de forma técnica y económicamente viable para el Estado y para el Contratista.

III. La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos.

La reinterpretación y el reprocesado sísmico considerado en el Plan de Evaluación buscan avanzar en la definición de trampas estratigráficas y estructurales; la evaluación petrofísica apoyada en estudios de núcleos se verá reflejado tanto en la caracterización estática como en la dinámica del yacimiento. Lo cual, podría llevar



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

a la identificación de recursos prospectivos y, si las condiciones técnicas y económicas lo permiten, posteriormente incorporar y reclasificar reservas de hidrocarburos.

Adicionalmente, los cambios de aparejo, las estimulaciones y los cambios de intervalos, así como la perforación de un pozo, permitirán al Contratista identificar elementos necesarios para el establecimiento de un Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo, mismo que tendrá asociado cifras de reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías.

IV. La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.

Derivado del análisis realizado sobre la información remitida por el Contratista, se advierte que el reprocesamiento sísmico es adecuado para las características del Área Contractual, y se espera que permita incrementar el conocimiento del área a través de la mejora en la calidad de la imagen sísmica. Aunado a lo anterior durante la perforación y terminación del pozo previsto en el Plan, el Contratista tiene programada la toma de núcleos convencionales, análisis PVT, muestreo para análisis de fluidos y pruebas de producción. La obtención de dicha información permitirá tener conocimiento del yacimiento que podría ser utilizada para el diseño de un futuro Plan de desarrollo para la Extracción.

V. Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.

En relación a la estrategia planteada y los tiempos programados para su ejecución, se concluye que el Plan de Evaluación es congruente con los objetivos señalados por el Contratista. Lo anterior, en virtud de que las actividades consideradas en el Plan de Evaluación, además del cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo como parte del compromiso contractual, busca reunir los elementos necesarios para que el Contratista determine la estrategia a seguir durante el Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo que, en su caso, presentará a la Comisión.

Por lo anterior, esta Comisión determina que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas para alcanzar el objetivo determinado, sentando las bases para un posible Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, a través de un programa de actividades consistente con los objetivos y alcances definidos en el Plan.

VI. Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

El Contratista plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido, ya que el principal producto dentro del Área Contractual es Gas Natural no asociado.

Con base en las consideraciones anteriores, y de conformidad con la Cláusula 4.2 del Contrato, el Plan de Evaluación contará con una vigencia de hasta 1 año contado a partir de su aprobación.

QUINTO.- Que mediante oficio ASEA/UGI/0043/2017, recibido en la Comisión el 14 de febrero de 2017, la Agencia informó el estado actual de los trámites presentados por el Contratista ante dicho Órgano Desconcentrado, del cual se advierte que el proceso de evaluación del Sistema de Administración continúa en trámite.

En este sentido, y de conformidad con lo señalado en la opinión jurídica emitida por la Dirección General de Contratos de esta Comisión, es jurídicamente viable que el Órgano de Gobierno de la Comisión, en ejercicio de sus atribuciones y con la autonomía técnica, operativa y de gestión atribuida en el artículo 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se pronuncie respecto de la aprobación al Plan de Evaluación materia de la presente Resolución, sin perjuicio de la obligación del Contratista de cumplir con la normativa aplicable por otras autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquéllas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el Plan de Evaluación, es decir, los permisos, autorizaciones, avisos y demás actos necesarios para la ejecución de dichas actividades.

SEXTO.- Que mediante oficio UCN.430.2017.0079, recibido en la Comisión el 27 de marzo de 2017, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional presentado por el Contratista. Dicho Programa se considera una obligación del Contratista y formará parte integrante del Contrato, en términos de lo establecido en la Cláusula 18.3 y el numeral 8 del Anexo 7 del Contrato.

SÉPTIMO. - Que en atención a la información presentada en el Plan de Evaluación, en materia de transferencia de tecnología, se advierte que la propuesta presentada por el Contratista es un compromiso del mismo y por tal motivo forma parte integrante del Contrato, en términos de lo establecido en la Cláusula 18.3 y el numeral 8 del Anexo 7 del Contrato.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

OCTAVO. - Que la supervisión de las actividades previstas en el Plan de Evaluación materia de la presente Resolución se llevará a cabo en términos de los indicadores señalados en el apartado V del Dictamen, con fundamento en el artículo 31 fracción VI de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

En consecuencia, y atendiendo al marco jurídico aplicable, el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por unanimidad:

RESUELVE

PRIMERO.- Aprobar el Plan de Evaluación presentado por el Contratista, en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A8/2015, toda vez que el mismo resulta adecuado desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, en los términos previstos en el Considerando Cuarto de la presente Resolución.

SEGUNDO.- Aprobar los indicadores de supervisión del cumplimiento, en términos del Considerando Octavo de la presente Resolución.

TERCERO.- Considerar a las actividades presentadas en materia de Contenido Nacional y transferencia de tecnología, parte integrante del Contrato, conforme a la Cláusula 18.3 y el numeral 8 del Anexo 7 del Contrato; en términos de los Considerandos Sexto y Séptimo de la presente Resolución.

CUARTO.- Establecer que previo al inicio de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos objeto del Plan de Evaluación, el Contratista deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos que, en su caso, requieran otras autoridades competentes en materia de hidrocarburos, de conformidad con la normatividad aplicable.

QUINTO.- Notificar el contenido de la presente Resolución al Contratista y hacerla del conocimiento de las Secretarías de Energía, Economía, y de Hacienda y Crédito Público; de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y, de las Direcciones Generales de Contratos y, de Asignaciones y Contratos de Extracción de esta Comisión, para los efectos a que haya lugar.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

SEXTO.- Inscribir la presente Resolución CNH.E.12.005/17 en el Registro Público de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Lo anterior con fundamento en el artículo 22, fracción XXVI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

CIUDAD DE MÉXICO, A 7 DE ABRIL DE 2017.

COMISIONADOS INTEGRANTES DEL ÓRGANO DE GOBIERNO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA
COMISIONADO PRESIDENTE

ALMA AMÉRICA PORRES LUNA
COMISIONADA

NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO

SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS
COMISIONADO

HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX
COMISIONADO

HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO

GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ
COMISIONADO






Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A8/2015

Dictamen Técnico del Plan de Evaluación del
Área Contractual 8, Duna

Contratista: Dunas Exploración y Producción,
S.A.P.I de C.V

  
Abril 2017

Contenido

CONTENIDO.....	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. GENERALIDADES DEL CONTRATO	7
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.....	8
IV. ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	10
V. MECANISMOS PARA LA REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA	22
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN	24
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	25
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN.....	26



I. Introducción

En el marco de la Reforma Energética, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (*Comisión*) inició los procesos licitatorios de la denominada Ronda 1, en términos del artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos, por lo cual el 12 de mayo de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (*DOF*) la Tercera Convocatoria CNH-R01-C03/2015 para el proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la Ronda 1, para la adjudicación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos en veinticinco Áreas Contractuales terrestres.

Como parte del proceso de Licitación, el 19 de noviembre de 2015, mediante acuerdo CNH.E.46.001/15, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de diciembre de 2015, en el cual la empresa Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 8, con un Valor Mínimo de la Regalía Adicional del 3.00 % y 88% de incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (PMT).

En consecuencia, el 24 de diciembre de 2015 la Comisión publicó en el DOF el Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la Ronda 1, en el cual resolvió adjudicar el Contrato correspondiente al Área Contractual número 8 al Licitante Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V.

Finalmente, y de conformidad con lo dispuesto en el numeral 22.3 de las Bases de la Licitación, el Licitante Ganador constituyó la sociedad de propósito específico denominada Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. (*Contratista*) con el objeto de que esta última suscribiera el Contrato CNH-R01-L03-A8/2015 (*Contrato*), mismo que fue formalizado con fecha 10 de mayo de 2016 (*Fecha Efectiva*), la firma del Contrato CNH-R01-L03-A8/2015 (*Contrato*).

Que la cláusula 1.1 del Contrato establece que, para efectos de dicho Contrato, el término "Plan de Evaluación" tendrá el significado siguiente:

"Plan de Evaluación" significa un programa que especifica las actividades de Evaluación a realizarse en el Área Contractual, mismo que deberá cumplir, cuando menos, con el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo.

A su vez, la cláusula 4.1 del Contrato establece de manera textual lo siguiente:

"4.1 Plan de Evaluación. Dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Fecha Efectiva, el Contratista deberá presentar a la Comisión para su aprobación un Plan de Evaluación. El Plan de Evaluación podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en el Anexo 7 (incluyendo el Sistema de Administración).

La Comisión resolverá sobre la propuesta de Plan de Evaluación en un plazo que no excederá los ciento veinte (120) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable. La Comisión no podrá negar su aprobación sin causa justificada."

En cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, el 7 de septiembre de 2016 el Contratista sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Evaluación (*Plan*) asociado al Contrato con una duración de un año a partir de la aprobación del Plan.

El 13 de noviembre de 2015 y el 21 de abril de 2016, se publicaron en el DOF tanto los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (Lineamientos) como diversas modificaciones y adiciones a los mismos.

El artículo 2 de los Lineamientos establece en su párrafo primero que "Los Lineamientos son de carácter general y observancia obligatoria para los Operadores Petroleros que realicen o pretendan realizar actividades relativas a la Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México".

Asimismo, dicho artículo establece en su último párrafo que "Corresponderá a la Comisión la interpretación y aplicación de los Lineamientos, así como en su caso, la realización de las acciones y procedimientos relacionados con su cumplimiento. Para tal efecto y con el objeto de armonizar los términos y condiciones de los Contratos o Asignaciones, con los presentes Lineamientos, la Comisión podrá resolver consultas específicas, o bien emitir Acuerdos de interpretación y de criterios generales para mejor proveer el cumplimiento de los Planes".

En este sentido, en el marco de la 54ª Sesión Extraordinaria de 2016 celebrada el 10 de octubre de dicho año, la Comisión emitió la resolución CNH.E.54.001/16 (Resolución), mediante la cual se emitieron los criterios de evaluación que serán aplicables para la emisión del dictamen técnico por el cual se analicen los Planes de Evaluación derivados de los Contratos suscritos como resultado de la licitación CNH-R01-L03/2015. Del contenido de Resolución, se advierte lo siguiente:

La presentación y aprobación del Plan de Evaluación es una obligación contractual referida en la cláusula 4.1 del Contrato, el cual se define como un programa que especifica las actividades de Evaluación a realizarse en el Área Contractual, mismo que deberá cumplir, cuando menos, con el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo.

El párrafo primero de la cláusula 4.1 del Contrato, establece que el Plan de Evaluación podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en el Anexo 7 (incluyendo el Sistema de Administración).

Asimismo, en términos del párrafo segundo de la cláusula 4.1, la Comisión deberá resolver la propuesta del Plan de Evaluación en un plazo que no exceda de ciento veinte (120) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable.

En relación con lo anterior, el apartado VI del Anexo I de los Lineamientos establece lo siguiente:

VI. Plan de Evaluación. - *En el caso de que un pozo exploratorio sea exitoso y ocurra un descubrimiento de una acumulación de Hidrocarburos, todo operador petrolero deberá presentar a la Comisión un programa de trabajo y presupuesto correspondiente a efecto de evaluar el descubrimiento. También se presentará un plan de Evaluación en el caso en que los términos de un Contrato o Asignación Petrolera así lo indiquen.*

Además de lo anterior, no se observa disposición adicional en los Lineamientos que le sean aplicables al Plan de Evaluación al que se refiere la cláusula 4.1 del Contrato, considerando que en ninguna otra parte de dichos Lineamientos se regula la presentación de un plan de evaluación que no esté contemplado dentro un Plan de Exploración o un Plan de Desarrollo para la Extracción, como es el caso de los Contratos materia de la presente Resolución. En este orden de ideas, las demás disposiciones establecidas en los Lineamientos se encuentran referidas a regular la presentación de otro tipo de planes, en particular los mencionados Planes de Exploración (en sus

distintos tipos), los de Desarrollo para la Extracción y los denominados Planes provisionales. En conclusión, la única "Normatividad Aplicable" que regula la presentación del Plan de Evaluación previsto en la cláusula 4.1 del Contrato, es el apartado VI del Anexo I de los Lineamientos.

Ello es así, atendiendo a que la materia de los Contratos firmados como consecuencia de la Licitación, se refieren específicamente a la extracción de hidrocarburos, y que dentro de la etapa de Evaluación comprenden las actividades y operaciones llevadas a cabo por el Contratista para determinar los límites, caracterización y capacidad de producción del o los Campos, incluyendo sin limitación: (i) estudios geológicos y geofísicos; (ii) perforación de Pozos de prueba; (iii) estudios de Reservas y otros estudios, y (iv) todas las operaciones auxiliares y actividades requeridas o convenientes para optimizar la conducción o resultado de las actividades anteriormente indicadas, en términos de las definiciones del Contrato. Por lo que los elementos que los Contratistas deberán acreditar dentro de su Plan de Evaluación estará asociado con las actividades antes mencionadas.

En consecuencia, la Comisión debe analizar el contenido de los Planes de Evaluación presentados al amparo de los Contratos en términos del contenido de la cláusula 4.1 y el Anexo 7 del Contrato, así como lo previsto en el Anexo I de los Lineamientos, en lo que resulte aplicable en su apartado VI.

Cabe señalar que para la ejecución de las actividades de perforación de pozos y de reconocimiento y exploración superficial, el Contratista deberá cumplir con la normativa vigente emitida por la Comisión al momento de realizar dichas actividades.

Asimismo, resulta aplicable que en caso de que en el Plan de Evaluación se pretendan llevar a cabo pruebas de producción, en caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de dichas pruebas, éstos deberán ser reportados en el Balance conforme al formato establecido en el Anexo I de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, de conformidad con el artículo 36 de los mismos.

Por último, es necesario que el dictamen correspondiente establezca el resultado de la evaluación realizada por la Agencia Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos con respecto al Sistema de Administración; así como, la evaluación al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional que emita la Secretaría de Economía y las actividades presentadas en materia de transferencia de tecnología, las cuales se considerarán parte integrante del Contrato conforme a la cláusula 18.3 y el numeral 8 del Anexo 7 del Contrato.

Por otro lado, de acuerdo con el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión ejercerá sus funciones, procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases:

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.
- Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación.
- La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.
- La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.

- Asegurar que los procesos administrativos a su cargo, respecto de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se realicen con apego a los principios de transparencia, honradez, certeza, legalidad, objetividad, imparcialidad, eficacia y eficiencia.
- Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.
- Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

En este sentido, la Dirección General de Dictámenes de Extracción, inició el procedimiento de análisis técnico correspondiente, a fin de poner a consideración del Órgano de Gobierno la presente propuesta de Dictamen Técnico.



II. Generalidades del Contrato

El Contrato CNH-R01-L03-A8/2015 para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, se celebró el 10 de mayo de 2016 entre, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y por la otra parte, Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.

La vigencia del Contrato es de 25 años contractuales a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del presente Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización, la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente. Asimismo, en caso de que el Contratista esté al corriente con sus obligaciones conforme al Contrato, este podrá solicitar a la Comisión, una prórroga por un período adicional de cinco años.

Dunas Exploración y Producción, es una sociedad mercantil y con personalidad jurídica y constituida de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo único objeto social es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y se encuentra representada por Juan Manuel Flores Galicia, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 13,460, Volumen 78, otorgada ante la Fe del Notario Público No. 17 de Villahermosa, Tabasco, Lic. Gerardo Lopezconde Lastra, de fecha 6 de febrero de 2016.

Dentro del Contrato se prevé un Periodo de Evaluación que iniciará con la Fecha Efectiva y tendrá una duración de hasta un (1) Año a partir de la aprobación del Plan de Evaluación, durante el mismo el Contratista estará obligado a concluir, al menos, el Programa Mínimo de Trabajo establecido en el Contrato durante el Período Inicial de Evaluación, es decir 4,600 Unidades de Trabajo más el Incremento al Programa Mínimo de Trabajo por otras 4,048 Unidades de Trabajo, para realizar un total de 8,648 Unidades de Trabajo a lo largo del Periodo de Evaluación. Dicho Periodo podrá ser ampliado hasta por un (1) Año contado a partir de la terminación del Periodo Inicial de Evaluación, a solicitud del Contratista. Lo anterior conforme a las Cláusulas 4.2 y 4.3 y del Anexo 6 del Contrato.

En razón a lo anterior, y de conformidad con la Cláusula 4.1 del Contrato, el Contratista cuenta con un plazo de ciento veinte (120) días naturales (*Días*) siguientes a la Fecha Efectiva, dentro de los cuales deberá presentar a la Comisión para su aprobación un Plan de Evaluación. Dicho Plan podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en la Resolución.

Por su parte, la Comisión resolverá sobre el Plan de Evaluación presentado, en un plazo que no excederá los ciento veinte (120) días a partir de que reciba la información necesaria en los términos mencionados en el presente dictamen técnico.



III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

A través de un escrito Oficio No. DUNAS-045-RO1-L03-A8/2016, con fecha del 7 de septiembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Evaluación del Área Contractual 8 Duna a la Comisión.

Posteriormente, el 19 de septiembre de 2016, la Comisión remitió el Plan a la Secretaría de Economía (SE) y a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Agencia), a través de los oficios 220.1993/2016 y 220.1994/2016, respectivamente, para que dichas instituciones se pronunciaran en el ámbito de sus atribuciones respecto de la documentación faltante y/o inconsistencias que el Contratista debía subsanar, con el fin de los análisis correspondientes de cada dependencia.

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1052/2016 de fecha 23 de septiembre de 2016, la Agencia notificó que el Contratista cuenta con una "Opinión favorable sobre la propuesta del Programa de Implementación del Sistema de Administración", asociado al Plan Provisional del Área Contractual. A la fecha en que se recibió este oficio, la Agencia notifica que el Contratista no contaba con el registro de la Conformación del Sistema de Administración y la Constancia Única de Registro Regulado. Asimismo, refiere que la Agencia no contaba con los elementos técnicos y documentales suficientes, para Evaluar los Programas de Administración incluidos en el Plan.

Por otra parte, por medio del oficio UCN.430.2016.0148 de fecha 23 de septiembre de 2016, la SE emitió listado con la información faltante respecto al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional del Plan presentado por el Contratista.

El 23 de septiembre de 2016, la Comisión emitió el oficio 220.2050/2016 mediante el cual notifica al Contratista sobre la ampliación de 8 (ocho) días hábiles al plazo original, respecto a la revisión y prevención de inconsistencias o faltantes en la documentación del Plan presentado.

A través del oficio 220.2135/2016 de fecha 10 de octubre, la Comisión hizo del conocimiento del Contratista la Resolución CNH.E.54.001/2016 por la que la Comisión emite criterios aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo para la Extracción, relacionados con los contratos derivados de la Licitación. En la misma fecha, por medio del oficio 250.063/2016, la Comisión remitió al Contratista, la prevención respecto de las inconsistencias o faltantes de información referente al Plan presentado.

A través de los oficios 250.104/2016 y 250.125/2016 de fechas 25 de octubre de 2016 y 4 de noviembre del mismo año, respectivamente, la Comisión remitió al Contratista diversos alcances y aclaraciones referentes a la prevención mencionada.

El Contratista presentó a la Comisión la atención a las prevenciones sobre el Plan, el día 16 de noviembre de 2016, por medio del Oficio DUNAS-083-R01-L03-A8/2016.

Esta información fue remitida a la SE a través de oficio 250.169/2016 de fecha 25 de noviembre de 2016, acompañado de la solicitud de evaluación de la información presentada por el Contratista para desahogar la prevención, en el ámbito de la competencia de dicha dependencia.

La SE respondió a la solicitud hecha por la Comisión, a través del oficio UCN.430.2016.0187 de fecha 2 de diciembre de 2016, en el cual determina que el Contratista presentó la información suficiente para iniciar la evaluación del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.



Mediante Oficio 250.194/2016 de fecha 2 de diciembre de 2016, la Comisión notificó al Contratista la declaratoria de suficiencia de información para iniciar la evaluación del proyecto del Plan.

A través de Memorándum 252.159/2016 de fecha 21 de diciembre de 2016, la Dirección General de Dictámenes de Extracción solicitó a la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, en el ámbito de su competencia, opinión técnica respecto del Plan.

A través del oficio 250.0040/2017 la Comisión citó a reunión de trabajo al Contratista con el fin de resolver diversos cuestionamientos técnicos referentes al Plan, dicha reunión se llevó a cabo en las instalaciones de la Comisión el día 3 de febrero de 2017.

Por medio del oficio 260.049/2017 de fecha 3 de febrero de 2017, la Comisión solicita a la Agencia información respecto del estado actual que guardan los trámites que deben realizar ante dicha dependencia diversos Contratistas, entre los que se encuentra Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.

El 10 de febrero de 2017 la Agencia emitió el oficio ASEA/UGI/0043/2017, a través del cual informa el estado actual que diversos Contratistas ante esa Dependencia.

Por medio del oficio DUNAS-014-R01-L03-A8/2017 de fecha 21 de febrero, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo mencionada.

Mediante oficio 250.0072/2017 de fecha 23 de febrero de 2017, La Comisión remite a la SE diversa información relativa al Plan de Desarrollo en materia de Contenido Nacional, misma que fue solicitada con motivo de la reunión de trabajo.

Mediante Memorándum 272.012/2017 de fecha 13 de marzo de 2017, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, emite opinión técnica respecto del Plan.

Mediante oficio UCN.430.2017/0079 de fecha 27 de marzo de 2017, la SE emitió la opinión respecto del Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional.

IV. Análisis de los elementos del Plan

a. Datos generales del Área Contractual

En la Tabla 1 se muestran las características principales del Área Contractual.

Concepto	
Nombre	Área Contractual 8, Dunas
Estado y municipio	Nuevo León, Municipio de China
Área contractual	36.742 km ²
Profundidad para extracción	2,600 mvbmr.
Tipo de hidrocarburo	Gas seco
Yacimientos y/o campos	Paleoceno Midway - Duna
Colindancias	Colinda al este, con los campos Calibrador y Mareógrafo; al Noreste al campo China.

Tabla 1. Características principales del Área Contractual (Fuente: Contratista).

b. Cumplimiento del PMT y su incremento.

El Contratista debe acreditar un total de 8,648 UT, de las cuales 4,600 UT fueron establecidas por las Bases de Licitación, mientras que las restantes 4,048 UT corresponden al incremento del 88% al PMT ofrecido por el Contratista en el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas. De acuerdo con el Plan, las actividades a realizar permitirán acreditar las UT comprometidas, como se observa en la Tabla 2.

		Programa mínimo e incremento al programa mínimo		
		8648 Unidades		
Actividad	Sub-actividad	Sub-tarea	Cantidad	Unidades de trabajo (UT)
Evaluación	Perforación de Pozos	Perforación de Pozo	1	4000
Evaluación	Perforación de Pozos	Reparación mayor	3	2400
Evaluación	Perforación de Pozos	Reparación menor	4	1600
Evaluación	Geología	Modelo Estático	1	300
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Modelo dinámico	1	300
Evaluación	Geofísica	Interpretación sísmica	1	30
Evaluación	Geología	Estudio de núcleos	1	25
			Total de UT	8655

Tabla 2.- Actividades PMT (Fuente: Contratista)

Nota: en atención a la Resolución CNH.E.08.001/17 por la cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos determinó las actividades que podrán ser contabilizadas como Unidades de Trabajo en el periodo comprendido entre la suscripción del contrato y su aprobación por parte de la Comisión, en relación a los contratos para la Exploración o Extracción de Hidrocarburos y de acuerdo con lo manifestado por el Contratista en su Plan, se observa que para el cumplimiento del total de 8,655 UT, el Contratista realizará

4 RME. Dichas reparaciones se realizarán con el objetivo de restituir la producción de gas en los pozos del Área Contractual, asegurando la continuidad operativa y de producción en la misma.

De acuerdo con la Cláusula 4.8 de Contrato, a más tardar treinta (30) días contados a partir de la culminación del Período de Evaluación, el Contratista deberá entregar a la Comisión el informe de las actividades realizadas durante dicho periodo. El informe deberá contener cuando menos la información que se señala en el Anexo 8 del Contrato.

c. Objetivo

El Plan propuesto por el Contratista tiene por objeto llevar a cabo todas las actividades programadas con la finalidad de minimizar el riesgo al evaluar los posibles escenarios de desarrollo y disminuir la incertidumbre asociada para la selección del mejor escenario Técnico-Económico que sirva de base para la elaboración del Plan de Desarrollo para la Extracción del campo Duna. Asimismo, con dichas actividades se podrá determinar el volumen original del yacimiento, los volúmenes de reserva remanente (1P, 2P y 3P) e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos dentro del Área Contractual, tanto en volumen por extraer como en energía natural para su extracción.

d. Alcance

Para lograr el objetivo planteado, el Contratista realizará las siguientes actividades:

1. Reproceso de la información sísmica.
2. Realización de la caracterización estática y dinámica del campo.
3. Perforación y terminación de un pozo de evaluación.
4. Realización de tres reparaciones mayores y cuatro menores.
5. Optimización de la operación de los pozos en producción, con lo que se conforma el plan integral de evaluación.
6. Construcción de caminos de acceso.

La estrategia en el desarrollo de este proyecto es utilizar la metodología FEL y VCD, con la finalidad de obtener las mejores alternativas técnico-económicas, minimizar el riesgo al evaluar los posibles escenarios de desarrollo y disminuir la incertidumbre asociada.

e. Actividades del Plan

El Contratista presentó la propuesta para la ejecución de las actividades relacionadas con la evaluación del potencial de hidrocarburos en el Área Contractual, de acuerdo con la Tabla 3.

Sub-actividad	Tarea	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Geofísica													
	Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.												
Geología													
	Análisis Geoquímicos												
	Estudios estratigráficos.												
	Análisis de Hidrocarburos.												
	Estudios geológicos regionales.												
	Estudios geológicos de detalle.												
	Estudios petrofísicos.												
Pruebas de Producción													
	Realización de pruebas de producción.												
Ingeniería de Yacimientos													
	Cálculo de Reservas y estimaciones de producción.												
	Modelado y simulación de Yacimientos.												
	Estudios presión, volumen y temperatura (PVT).												
Otras Ingenierías													
	Ingeniería conceptual.												
	Diseño de instalaciones de superficie.												
	Diseño de ductos.												
Perforación de Pozos													
	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización.												
	Servicios de perforación de Pozos.												
	Terminación de Pozos.												
Seguridad, Salud y Medio Ambiente													
	Estudios de impacto ambiental.												
	Prevención y detección de incendio y fugas de gas.												
	Auditorías de seguridad.												
	Tratamiento y eliminación de residuos.												
	Restauración ambiental.												
	Auditoría ambiental.												

Tabla 3. Actividades asociadas al Plan (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Nota: De acuerdo a la información presentada por el Contratista las Reparaciones son subtareas de la Tarea Terminación de Pozos; las reparaciones mayores se realizarán durante el mes 3 y respecto a las reparaciones menores, realizarán una en el mes 5 y tres en el mes 12.

- **Perforación de Pozos**

Posible ubicación de los pozos de evaluación a perforar

Con el objetivo de reclasificar las reservas e incrementar la producción del área contractual, así como incrementar el factor de recuperación, se llevara a cabo la perforación de un pozo vertical y/o

direccional de evaluación, con objetivo Paleoceno Midway en las coordenadas UTM-14, X = 476,163.80 m, Y = 2,829,178.00 m (Tabla 4), como se observa en el plano inferior (Figura 1), dichas coordenadas podrán modificarse dependiendo de los resultados de reinterpretación de la información sísmica del área contractual, así como de los estudios de modelado estático y dinámico del yacimiento:

- Identificación de zonas no drenadas y con volumen importante de reserva remanente.
- Zonas de baja o nula producción de agua (con ello se identifican zonas de riesgo por alta producción de agua).
- Análisis de producción de localizaciones potenciales.
- Evaluación Volumétrica.
- Cartera de localizaciones y diseño inicial de pozos.

NOMBRE	UTM-14 X	UTM -14 Y
Duna CESIGSA No. 01	476,163.80 m	2,829,178.00 m
	LATITUD	LONGITUD
	25° 34' 47"	99° 14' 14"

Tabla 4. Coordenadas aproximadas del pozo a perforar. (Fuente: Contratista)

CAMPO DUNA

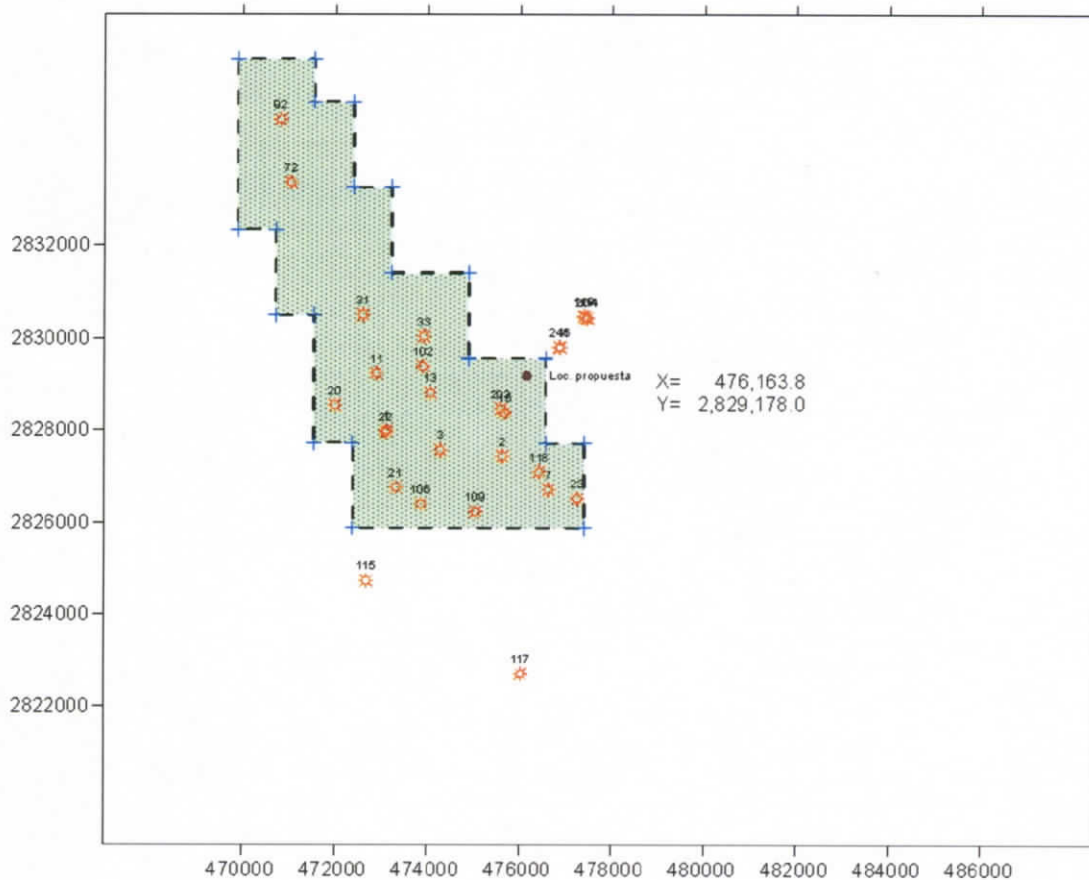


Figura 1. Ubicación aproximada del pozo de evaluación a perforar. (Fuente: Contratista)

[Handwritten signature]

Posibles intervalos de evaluación en pozos perforados o a perforar

Para el área contractual Duna el objetivo principal a extraer es el yacimiento del *Paleoceno Midway- 13 y 17*. Correspondientes a depósitos de plataforma nerítica, con espesores brutos de hasta 110m y arenas netas saturadas con espesores promedio de 35 m. Representados por arenisca arcillosa de color gris claro a gris oscuro, de grano muy fino regularmente cementada con material calcáreo con intercalaciones lutita limolítica ligeramente calcárea de color gris obscuro.

A partir de análisis en núcleos se han obtenido valores promedio para la porosidad en 19.53% y de 0.29mD para la permeabilidad. (Datos tomados de los análisis especiales del N-1 del pozo Duna-204).

- **Reparación de pozos**

Reparaciones Mayores.

El Contratista programo tres reparaciones mayores y cuatro reparaciones menores, con una producción inicial estimada de 0.8 mmpcd para cada una de las RMA y 0.15 mmpcd para cada una de las RME la cual será confirmada una vez realizada la caracterización estática y dinámica del área contractual. A continuación, se presentan las propuestas para las reparaciones mayores de los pozos Duna-106, Duna -118 y Duna-23.

Duna-106. Con base en los cálculos petrofísicos a partir de registros geofísicos, se propone disparar el Intervalo 1890-1900 m, correspondiente a la formación Paleoceno Midway cuerpo PM-13, con el cual se pretende obtener una producción incremental de 0.8 mmpcd.

Duna-23. Con base en los cálculos petrofísicos de los registros geofísicos, se propone disparar el Intervalo 1555-1570 m, correspondiente a la formación Paleoceno Wilcox cuerpo 5, con el cual se pretende obtener una producción incremental de 0.8 mmpcd.

Duna-128. Con base en los cálculos petrofísicos de los registros geofísicos, se propone disparar el intervalo 777-825 y 860-885 m, correspondiente a la formación Eoceno Wilcox, con el cual se pretende obtener una producción incremental de 0.8 mmpcd.

Reparaciones Menores.

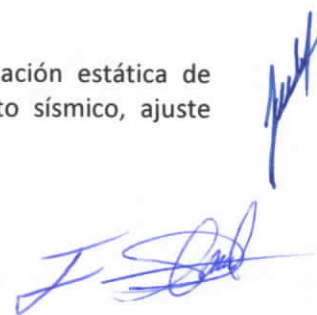
Duna-246. Con el fin de restituir, incrementar y mantener la producción del intervalo 2732-2750 m, se propone realizar una reparación menor consistente en la colocación de tubería flexible de 1 ¾" como sarta de velocidad a la profundidad de 2500 m.

Duna-106. Se tiene programado realizar una reparación mayor en mayo de 2017 a través del intervalo 1890-1900 m y explotarlo hasta decidir su reparación menor.

Con el fin de restituir o incrementar la producción del intervalo 1888-1901 m, se propone implementar la colocación de tubería flexible de 1 ¾" como sarta de velocidad a la profundidad de 1800 m.

- **Modelado estático y dinámico**

Para esta actividad se procederá a seguir las actividades propias de la caracterización estática de yacimientos integrando la información estructural proveniente del reprocesamiento sísmico, ajuste



sísmica-pozo, interpretación de fallas, generación de horizontes, correlación estratigráfica de pozos, modelado sedimentario y modelado petrofísico.

Por otro lado, se realizarán pruebas de presión-producción, análisis cromatográficos, actualización de pronósticos de producción, actualización de factor de recuperación y simulación numérica de yacimientos.

f. Pronóstico de producción

En la Tabla 5 y en la Figura 2 se muestra el perfil producción de gas estimado por el Contratista, asociado a tres reparaciones mayores y una menor a efectuarse durante el periodo de Evaluación. De acuerdo con el Plan, la producción de las tres reparaciones mayores a efectuarse iniciará en el noveno mes, mientras que la producción de la primera reparación menor iniciará en el décimo primer mes. La curva azul del grafico corresponde a la producción incremental para el periodo de Evaluación, para los doce meses de este Plan, se obtendrá una recuperación de 0.630 mmpc de gas.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Producción de gas (mmpcd)	1.256	1.237	1.219	1.20	1.026	1.011	0.996	0.981	3.062	2.932	2.938	2.838	20.715 (mmpc)
Producción de agua (bpd)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0 (mmpc)

Tabla 5.- Incremental de producción durante el periodo de evaluación (Datos proporcionados por el Contratista).

El Contratista refiere que no presenta datos de producción de agua ya que los pozos productores en el área a la fecha no tienen producción de agua.

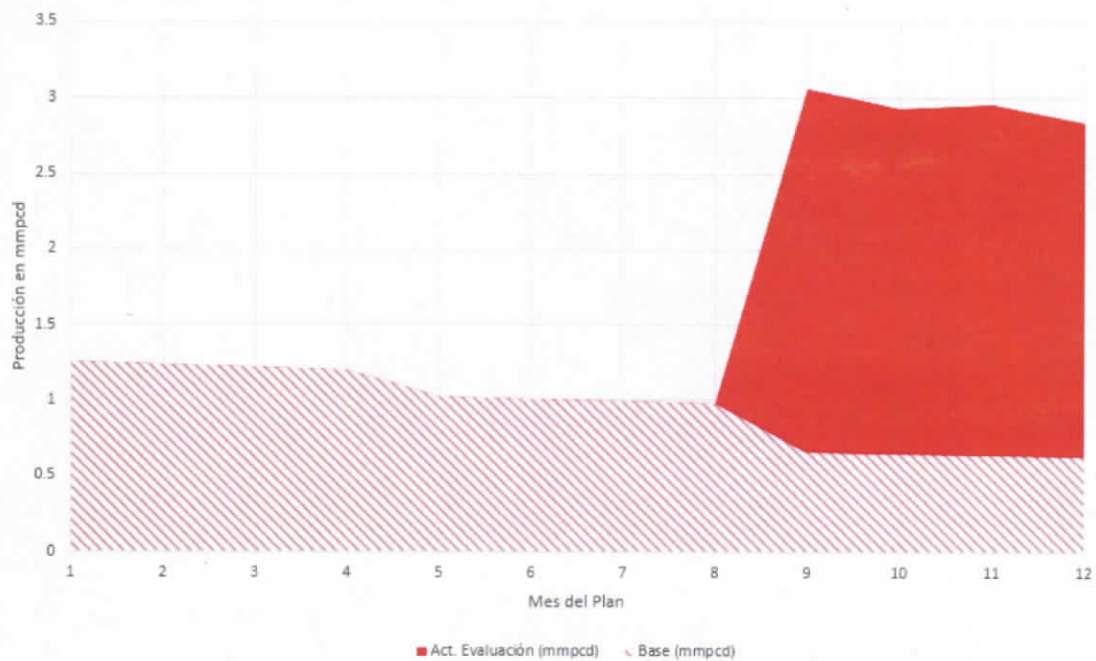


Figura 2.- Producción acumulada estimada para el periodo de evaluación. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

g. Inversiones y gastos de operación

El objetivo del Plan de Evaluación es determinar la mejor alternativa de explotación del campo Duna, a partir de las actividades programadas, así como conocer los volúmenes originales y de reservas, e incrementar el factor de recuperación en la formación *Midway* del Paleoceno, en un periodo de 12 meses de duración.

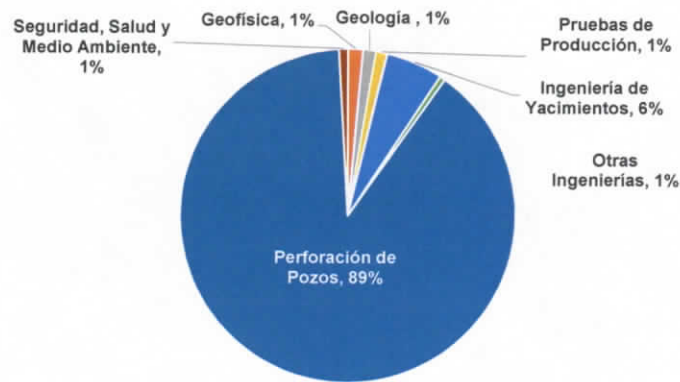
A partir de los resultados de las actividades del Presupuesto presentado, se determinará el volumen de reservas remanentes, así como sus factores de recuperación y las áreas con posibilidad de explotación a través de la perforación de pozos; en pozos ya perforados, los intervalos con posibilidades implementar una reparación mayor y la optimización de la producción mediante reparaciones menores a pozos.

La estimación de costos fue realizada a partir de los siguientes supuestos:

- ✓ Tipo de cambio de 18.8523 MXN/USD
- ✓ Producción esperada de 1.892 mmpc de gas en el área Contractual Duna

Actividad Evaluación

La distribución del Presupuesto asociado a la Actividad *Evaluación* del Plan de Evaluación se observa en la Fig. 3.



\$ 4,456,826 (monto en dólares de Estados Unidos)

Fig. 3. Distribución del Presupuesto del Plan de Evaluación, Actividad Evaluación por Sub-actividad (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 6 se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Evaluación correspondientes a la Actividad Evaluación.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
Geofísica		63,653
	Pre-procesamiento, procesamiento, interpretación y reprocesamiento de datos sísmicos	63,653
Geología		72,417

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
	Análisis geoquímicos de muestras	64
	Estudios estratigráficos	9,548
	Análisis de Hidrocarburos	10,609
	Estudios geológicos regionales	14,004
	Estudios geológicos de detalle	23,552
	Estudios petrofísicos	14,640
Pruebas de Producción		48,376
	Realización de pruebas de producción	48,376
Ingeniería de Yacimiento		245,552
	Cálculo de Reservas y estimaciones de producción	4,583
	Modelado y simulación de Yacimientos	41,756
	Estudios de presión, volumen y temperatura (PVT)	199,213
Otras Ingenierías		5,834
	Ingeniería conceptual	2,334
	Diseño de instalaciones de superficie	1,750
	Diseño de ductos	1,750
Perforación de Pozos		3,982,007
	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización	36,282
	Servicios de perforación de Pozos	2,257,019
	Terminación de Pozos	1,688,706
Seguridad, Salud y Medio Ambiente		38,987
	Estudios de impacto ambiental	12,996
	Prevención y detección de incendio y fugas de gas	11,882
	Auditorías de seguridad	9,468
	Tratamiento y eliminación de residuos	3,899
	Restauración ambiental	371
	Auditoría ambiental	371
Total		4,456,826¹

Tabla 6. Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Evaluación, Actividad Evaluación del Contrato CNH-R01-L03-A8/2015 (Montos en dólares de Estados Unidos)²
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Del análisis realizado, se observa que como parte del Plan de Evaluación propuesto por el Contratista fue entregado el Presupuesto que detalla los costos asociados a cada una de las operaciones programadas dentro del Plan de Evaluación, de acuerdo a las Cláusulas 4 y 10.2 del Contrato.

¹ En el Presupuesto del Plan de Evaluación las Tareas *Análisis de Hidrocarburos*, *Estudios geológicos de detalle*, *Estudios Petrofísicos* y *Estudios presión, volumen y temperatura (PVT)* coinciden en términos totales.

² Los Costos entregados por el Contratista son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

h. Mecanismos de medición

Los hidrocarburos que se produzcan en los pozos a perforar y reparar durante el desarrollo del Plan durante las pruebas de producción y posteriormente en su etapa de producción, serán recolectados a través de líneas de descarga y transportados en primera instancia al Módulo de Recolección de Gas del Campo Duna (ERG Duna 2). Para una primera etapa de compresión y separación. De este Módulo se envía a la Estación de Recolección, Compresión y Deshidratación de Gas Mareógrafo 1 para el acondicionamiento final de los mismos por medio de separadores y deshidratación (Figura 4). Dentro de las instalaciones de la estación antes citada se encuentra ubicado el punto de medición actualmente aprobado, el cual, es conveniente mencionar que actualmente se encuentra operado por Pemex Exploración y Producción, empresa con la que se tiene un acuerdo de medición, hasta que Dunas Exploración y Producción, cuente con su propio mecanismo de medición.

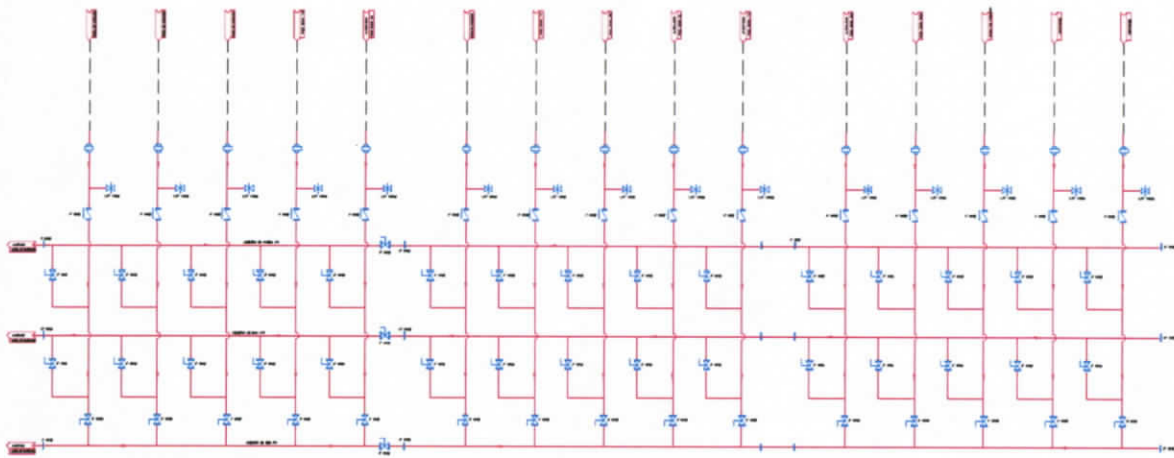


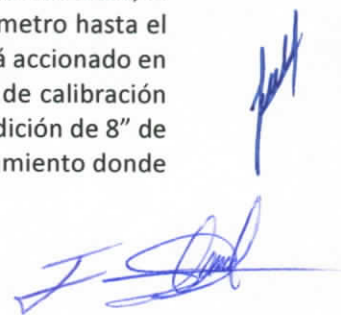
Figura 4. Diagrama de colector de llegada de los pozos de alta y baja presión y colector de prueba. (Fuente: Contratista)

El gas producido en el pozo planeado para la etapa de evaluación, se manejará de forma conjunta con los demás pozos que actualmente están operando en el Área Contractual de acuerdo a la siguiente filosofía operativa:

- El flujo de hidrocarburos y agua se moverá desde el yacimiento al fondo del pozo a través de los disparos.
- Desde el fondo del pozo será transportado a la superficie través de la tubería de producción.
- En superficie el flujo sufrirá un cambio de dirección de vertical a horizontal a través del árbol de válvulas, dicho árbol contará con dos válvulas laterales y una válvula de seguridad instrumentada.
- Una vez que el flujo pase a través de estas válvulas pasará a través de un estrangulador (variable o positivo), el cual servirá para controlar el flujo de los fluidos y la presión del pozo.
- A la salida del estrangulador el flujo de fluidos será transportado a través de la línea de descargas de 3" de diámetro desde el pozo hasta el cabezal de recolección en la estación.

En caso de presentarse una falla a lo largo de la línea de descarga (un incremento de hasta 800 lb/pg² o un decremento hasta 60 lb/pg² en la presión de operación de la línea de descarga, esta se igualará con la presión de calibración de los pilotos) la válvula de seguridad se accionará deteniendo el flujo aguas arriba de la misma.

- El flujo de gas proveniente de los pozos a través de las líneas de descarga de 3" de diámetro, será desviado a una de los tres colectores (colector de alta presión de 8" de diámetro, colector de baja presión de 10" de diámetro o colector a la atmosfera de 3" de diámetro), esto se realizará manipulando las válvulas de globo que se encuentran a la llegada de las líneas de descarga al colector, la decisión de a cuál de los tres colectores deberá alinearse el flujo, dependerá de la presión de operación en la cabeza del pozo y de la presión en la línea de descarga.
- Una vez que el flujo se encuentre dentro del colector de alta presión de aquellos pozos que hayan sido alineados a este, se mezclarán formando un solo flujo el cual se transportará a través de este colector hacia la entrada del separador de alta presión, pasando a través de las válvulas de corte de 8" de diámetro, que en caso de que se presente una falla aguas abajo de esta (un incremento o disminución en la presión de operación igualándose con la presión de calibración), esta se accionará deteniendo el flujo aguas arriba de la misma.
- En el momento que llegue el flujo de los fluidos al separador de alta presión con capacidad para manejar hasta 20 mmpcd y una presión de operación máxima de 1320 lb/pg², el flujo se dividirá en dos fases líquido y gas, el tiempo de residencia será factor para que se tenga una adecuada separación de las fases. En caso de presentarse una falla a la salida de cada una de las fases (líquido o gas), la presión de separación dentro del recipiente incrementará hasta alcanzar la presión de calibración de la válvula de alivio ubicada en la parte superior del separador, la cual se accionará permitiendo la liberación de la presión contenida dentro del recipiente. Ya separadas las fases, el líquido será transportado a través de la línea de descarga de líquidos de 3" de diámetro hasta el tanque de almacenamiento, el cual contará con un sistema de seguridad el cual será accionado en caso de que se incremente la presión dentro del tanque hasta alcanzar la presión de calibración del mismo. Por otra parte, el flujo de gas será transportado a través del tubo de medición de 8" de diámetro, pasando por el sistema de medición, hasta llegar a la válvula de seccionamiento donde dicho flujo entrará al gasoducto de 6" de diámetro, a través del cual será transportado hasta el punto de medición y venta.
- Así mismo una vez que el flujo se encuentre dentro del colector de baja presión de aquellos pozos que hayan sido alineados a este, se mezclarán formando un solo flujo el cual se transportará a través de este colector hacia la entrada del separador de baja presión, pasando a través de las válvulas de corte de 10" de diámetro, que en caso de que se presente una falla aguas abajo de esta (un incremento o disminución en la presión de operación igualándose con la presión de calibración), esta se accionará deteniendo el flujo aguas arriba de la misma.
- En el momento que llegue el flujo de los fluidos al separador de baja presión con capacidad para manejar hasta 30 mmpcd y una presión de operación máxima de 1320 lb/pg², el flujo se dividirá en dos fases líquido y gas, el tiempo de residencia será factor para que se tenga una adecuada separación de las fases. En caso de presentarse una falla a la salida de cada una de las fases (líquido o gas), la presión de separación dentro del recipiente incrementará hasta alcanzar la presión de calibración de la válvula de alivio, ubicada en la parte superior del separador, la cual se accionará permitiendo la liberación de la presión contenida dentro del recipiente. Ya separadas las fases, el líquido será transportado a través de la línea de descarga de líquidos de 3" de diámetro hasta el tanque de almacenamiento, el cual contará con un sistema de seguridad el cual será accionado en caso de que se incremente la presión dentro del tanque hasta alcanzar la presión de calibración del mismo. Por otra parte el flujo de gas será transportado a través del tubo de medición de 8" de diámetro, pasando por el sistema de medición, hasta llegar a la válvula de seccionamiento donde



el flujo será succionado a través de la línea de succión del compresor, el cual incrementara la presión de operación del gas de 100 lb/pg² hasta 350 lb/pg² y lo transportará por medio de la línea de descarga hacia el gasoducto de 6" de diámetro, a través del cual será transportado hasta el punto de medición y venta.

- De igual forma una vez que el flujo se encuentre dentro del colector a la atmosfera de aquellos pozos que hayan sido alineados a este, para llevar a cabo las pruebas de producción correspondiente, se mezclaran formando un solo flujo el cual se transportara a través de este colector hacia la entrada del separador de alta/baja presión con capacidad para manejar hasta 5 mmpcd y una presión de operación máxima de 1320 lb/pg².
- En el momento que llegue el flujo de los fluidos al separador trifásico de alta/baja presión, el flujo se dividirá en la fase liquida (agua y condensado) y la fase gaseosa, el tiempo de residencia será factor para que se tenga una adecuada separación de las fases. En caso de presentarse una falla a la salida de cada una de las fases (líquido o gas), la presión de separación dentro del recipiente incrementará hasta alcanzar la presión de calibración de la válvula de alivio ubicada en la parte superior del separador, la cual se accionará permitiendo la liberación de la presión contenida dentro del recipiente. Ya separadas las fases el líquido será transportado a través de la línea de descarga de líquidos de 2" de diámetro hasta los tanques de almacenamiento, los cuales contarán con un sistema de seguridad el cual será accionado en caso de que se incremente la presión dentro del tanque hasta alcanzar la presión de calibración del mismo. Por otra parte, el flujo de gas será transportado a través del tubo de medición de 3" de diámetro, pasando por el sistema de medición, hasta llegar a la válvula de seccionamiento donde el flujo será desviado hacia la línea de flujo de 3" de diámetro hacia el quemador con capacidad de 5 mmpcd, donde el flujo de gas será quemado a la atmosfera, en caso de presentarse alguna falla en el quemador el sistema de encendido automático protegerá al equipo.

Agua operación normal:

- El agua contenida en el tanque de almacenamiento, es transportada conjuntamente con el condensado a la Planta de procesamiento por medio de autotanques.
- Desfogues operación normal:
Los sistemas de separación cuentan con sus dispositivos de seguridad que operan en situaciones de cierre de las válvulas de bloqueo SDV. Estas válvulas de alivio PSV relevarán presión de gas hacia el cabezal de desfogues cuando las SDV cierran y finalmente a un quemador elevado de capacidad de 5 mmpcd.
- Tanques de almacenamiento operación normal:
Se dispone solamente de tres tanques de almacenamiento de líquidos con capacidades de 1000 bls, 1000 bls y uno de 500 bls los cuales cuenta con una mirilla que permite ver los niveles de agua y condensado en el tanque.

El Contratista también ha resaltado que apega su medición a la metodología del Séptimo transitorio de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos aprobado para Petróleos Mexicanos, en tanto no cuente con los mecanismos de medición necesarios para el manejo de su producción.



i. Comercialización de hidrocarburos

La Estación de Recolección, Compresión y Deshidratación de Gas Mareógrafo 1 (Figura 5) recibe los fluidos, para el acondicionamiento final de los mismos por medio de separadores y deshidratación. El punto de medición aprobado actualmente en el Área Contractual, se encuentra dentro la Estación de Recolección, Compresión y Deshidratación de Gas Mareógrafo 1, el cual es operado por Pemex Exploración y Producción (PEP), empresa con la que se tiene un acuerdo de medición, de acuerdo con los Contratos de Compraventa firmados entre el Contratista y PEP y hasta en tanto que Dunas Exploración y Producción, cuente con su propio mecanismo de medición.

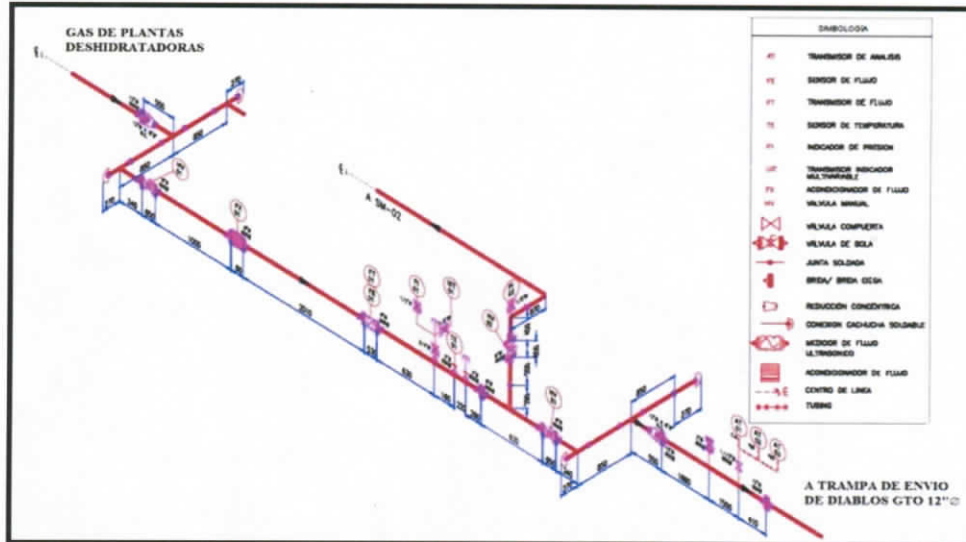


Figura 5. Isométrico del Sistema de Medición del Punto de Venta en la ERGCD Mareógrafo 1. (Fuente: Contratista)

j. Aprovechamiento de gas

El ámbito de aplicación de las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos* se circunscribe a los Operadores Petroleros que realice actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que involucren la extracción y aprovechamiento del gas natural asociado. Por lo anterior, y dado que el Área Contractual es productora de gas natural no asociado, las Disposiciones mencionadas no son aplicables, sin embargo, el Contratista prevé el aprovechamiento de gas producido al 100%.

V. Mecanismos para la revisión de la Eficiencia Operativa

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

1. **Seguimiento del cumplimiento del PMT y su incremento:** el Contratista deberá acreditar un total de 8,655 UT para cumplir con el compromiso contractual asociado al PMT. Las actividades a realizar, así como las UT asignadas a cada actividad, de acuerdo con el Contrato, por parte del Contratista se muestran en la Tabla 7.

Actividad	UT planeadas	UT acreditadas	% de cumplimiento
Perforación de pozos	4,000		
Reparación mayor	2,400		
Reparación menor	1,600		
Estudio de núcleos	25		
Modelo estático actualizado	300		
Modelo dinámico actualizado	300		
Interpretación Sísmica 3D	30		
Total	8,655		

Tabla 7. Indicador de desempeño del cumplimiento del PMT y su incremento en función de las UT acreditadas (Fuente: Comisión).

2. **Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 31 fracción VI de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista en el Área Contractual, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 8.

Sub-actividad	Programa de Inversiones (USD)	Inversiones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Inversiones/ ejercidas
i. General	\$ 0.00		
ii. Geofísica	\$ 63,652.71		
iii. Geología	\$72,415.57		
iv. Pruebas de Producción	\$48,376.06		
v. Ingeniería de Yacimiento	\$245,551.79		
vi. Otras Ingenierías	\$5,834.83		
vii. Perforación de Pozos	\$3,982,007.50		
viii. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$38,987.29		
Presupuesto Total	\$4,456,825.74		

Tabla 8. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas (Fuente: Comisión).

- ii) Las actividades planeadas por el Contratista están encaminadas al incremento de la producción en el Área Contractual, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de gas y de condensado que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en las Tabla 9.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Producción de gas programada (mmpcd)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.4	2.28	2.316	2.206	563.45 (mmpcd)
Producción de gas real (mmpcd)													
Porcentaje de desviación													

Tabla 9. Indicador de desempeño de la producción de gas en función de la producción de reportada (Fuente: Comisión).

VI. Sistema de Administración

Respecto al Sistema de Administración referido en la cláusula 13.3 y numeral 6 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.10 del Anexo 1 de los Lineamientos; mediante oficio ASEA/UGI/0043/2017 del 10 de febrero de 2017, la Agencia informó que se encuentra en trámite de aprobación.



VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional y transferencia de tecnología

En relación al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, el cual considera, entre otros, la transferencia de tecnología, en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos, el Contratista presentó diversa información relacionada, conforme a la cláusula 18.3, 18.5, numeral 8 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.12 del Anexo I de los Lineamientos.

Por medio de oficio UCN.430.2017.0079 de fecha 27 de marzo de 2017, notificó a esta Comisión, que es probable que el Contratista cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional para la etapa de Evaluación en 24.71%. Sin embargo, la Secretaría de Economía hace la recomendación de que el Contratista cuente con un porcentaje mayor que el establecido para evitar posibles incumplimientos, que pueden deberse a sobreestimaciones del contenido nacional por los proveedores.



VIII. Resultado del dictamen

Derivado del análisis realizado del Plan presentado por el Contratista, el equipo técnico de la Comisión llevó a cabo la evaluación de dicho Plan, de conformidad con los criterios generales emitidos por la Comisión mediante Resolución CNH.E.54.001/16, en relación con el contenido del Contrato y los Lineamientos, en lo conducente, por lo que se determinó que, en atención a dicha Resolución, el Plan considera las actividades necesarias para el cumplimiento del PMT y su incremento, en el plazo que establece el Contrato. Adicionalmente, se observa lo siguiente:

- ✓ Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.

El Contratista presentó un Plan el cual establece actividades encaminadas, principalmente, a la búsqueda de zonas prospectivas dentro del Área Contractual como resultado de los estudios sísmicos, el modelado estático y dinámico. Asimismo, el Contratista determinará el volumen de reservas remanentes, así como sus factores de recuperación y las áreas con posibilidad de extracción a través de la perforación de un pozo, tres reparaciones mayores y cuatro reparaciones menores; dicha actividad física servirá de base para la propuesta del Plan de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos del Área Contractual.

- ✓ Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de gas en el largo plazo.

El Plan de Evaluación considera elevar el factor de recuperación a través de la perforación de un pozo, tres reparaciones mayores y cuatro reparaciones menores.

Dicho lo anterior, es importante señalar que con el objeto de incrementar el factor de recuperación, se debe caracterizar adecuadamente el yacimiento, así como definir un esquema de desarrollo. En este sentido, la estrategia a seguir en la planificación de las actividades es lograr incrementar el conocimiento del Área Contractual e identificar zonas con oportunidades.

Lo anterior, con el objeto de establecer un desarrollo a futuro que permita la extracción de hidrocarburo del área de forma técnica y económicamente viable para el Estado y para el Contratista.

- ✓ La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos.

La reinterpretación, así como el reprocesado sísmico considerado en el Plan buscan avanzar en la definición de trampas estratigráficas y estructurales, la evaluación petrofísica apoyada en estudios de núcleos, se verá reflejado tanto en la caracterización estática como en la dinámica del yacimiento. Lo cual podría llevar a la identificación de recursos prospectos y, si las condiciones técnicas y económicas lo permiten, posteriormente incorporar y reclasificar reservas de hidrocarburos.

Adicionalmente, los cambios de aparejo, las estimulaciones y los cambios de intervalos, así como la perforación de un pozo, permitirán al contratista identificar elementos necesarios para el establecimiento de un Plan de Desarrollo para la Extracción a largo plazo, mismo que tendrá asociado cifras de reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías.



- ✓ La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.

Derivado del análisis realizado sobre la información remitida por el Contratista, se advierte que el reprocesamiento sísmico es adecuado para las características del Área Contractual, y se espera que permita incrementar el conocimiento del área a través de la mejora en la calidad de la imagen sísmica. Aunado a lo anterior durante la perforación y terminación del pozo previsto en el Plan, el Contratista tiene programada la toma de núcleos convencionales, análisis PVT, muestreo para análisis de fluidos y pruebas de producción. La obtención de dicha información permitirá tener conocimiento del yacimiento que podría ser utilizada para el diseño de un futuro Plan de Desarrollo.

- ✓ Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.

En relación a la estrategia planteada y los tiempos programados para la ejecución, se concluye que el Plan, es congruente con los objetivos planteados por el Contratista. Las actividades consideradas en el Plan, además del cumplimiento del PMT como parte del compromiso contractual, busca reunir los elementos necesarios para que el Contratista determine la estrategia seguir durante el Plan de desarrollo a largo plazo que, en su caso, presentará a la Comisión.

Por lo anterior, esta Comisión determina que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas para alcanzar el objetivo determinado, sentando las bases para un posible Plan de desarrollo para la Extracción, a través de un programa de actividades consistente con los objetivos y alcances definidos en el Plan.

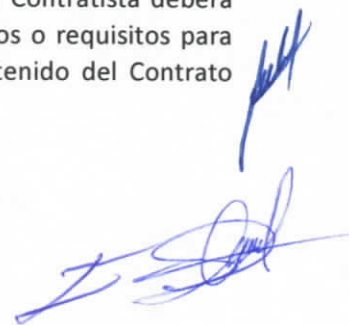
- ✓ Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

El Contratista plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido, ya que el principal producto dentro del Área Contractual es Gas Natural no asociado.

El Contratista operará al amparo de los procedimientos de entrega y recepción que se establezcan en el Plan de Desarrollo presentado para el Área Contractual.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable el Plan de Evaluación para el Área Contractual 8 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A8-2015 con una vigencia de hasta 12 meses contados a partir de la aprobación del mismo, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en la cláusula 4.1 y anexo 7 del Contrato y los Lineamientos, de conformidad con la resolución CNH.E.54.001/16. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Contratista deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato suscrito entre la Comisión y el Contratista.



Queda condicionado a la resolución de la Agencia de Seguridad Energía y Ambiente, para que el Contratista pueda iniciar actividades petroleras.

Elaboró:



ING. MIGUEL ANGEL IBARRA RANGEL

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

Revisó:



ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

Autorizó:



ING. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ

Titular de la Unidad Técnica de Extracción